

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей нефти № 383 на ПСП «Чернушка» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при ведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и АО «Транснефть-Урал» в качестве резервной схемы учета на ПСП «Чернушка».

### Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью расходомеров массовых.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), узел подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и обработки информации (СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов и двух рабочих измерительных линий (ИЛ). На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фоне по обеспечению единства измерений):

- расходомер массовый Promass 83F (регистрационный № 15201-11);
- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11) и термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91) для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11) и термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91) для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012 с лубрикатором;
- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11) и термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91) для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции измерений, оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной

пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13);
- преобразователь плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12);
- ротаметр Н 250 (регистрационный № 48092-11) для индикации расхода нефти через БИК;
- два пробоотборника нефти «Стандарт-А» для автоматического отбора проб;
- пробоотборник нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- узел для подключения пикнометрической установки или устройства для определения содержания свободного газа;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11) и термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91) для местной индикации давления и температуры.

Блок подключения передвижной поверочной установки предназначен для подключения передвижной поверочной установки 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013. На входе и выходе блока подключения передвижной поверочной установки установлены:

- преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);
- термопреобразователи сопротивления платиновые TR88 (регистрационный № 49519-12);
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11) и термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91) для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят:

- контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный № 57563-14);
- барьеры искрозащиты серии Z (регистрационный № 22152-07);
- комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix PAC ControlLogix (регистрационный № 51228-12);
- автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сгopos», оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м<sup>3</sup>), вязкости (мм<sup>2</sup>/с) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

## Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе платформы Logix PAC ControlLogix. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится конфигурационный файл контроллера измерительного FloBoss S600+ – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса. ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе платформы Logix PAC ControlLogix не относится к метрологически значимой части ПО системы и предназначено для контроля и управления технологическими процессами.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Crops», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, вычисление массы нетто и формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «Crops» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	FloBoss S600+	Программный комплекс «Crops»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e/09e	1.37
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0259	DCB7D88F

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 155,7 до 855,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности контроллера при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока в значение температуры, %	±0,04
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности контроллера при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока в значение давления, %	±0,04
Пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %	±0,01

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при преобразовании входных электрических сигналов в значение плотности нефти, %	$\pm 0,01$

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 865 до 900
Вязкость нефти кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, не более	35
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,4
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +15 до +30
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Давление насыщенных паров нефти, кПа, не более	66,7
Содержание свободного газа	не допускается
Количество измерительных линий, шт.	2
Режим работы СИКН	непрерывный
Напряжение питания сети, В	$400^{+40}_{-40} / 230^{+23}_{-23}$
Частота питающей сети, Гц	50 $\pm$ 0,4
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, час	20000

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка»	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0154-17 МП	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0154-17 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 26 июня 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013, диапазон измерений от 40 до 500 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1\%$ ;
- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

МН 724-2017 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утверждена и аттестована ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 15.06.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 383 на ПСП «Чернушка»**

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

**Изготовитель**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Тел/факс: +7 (347) 228-81-70

E-mail: [nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru](mailto:nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru)

Web-сайт: <http://www.nefteavtomatika.ru>

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Тел.: +7 (843) 295-30-47

Факс: +7 (843) 295-30-96

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агенства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«\_\_\_»\_\_\_\_\_2017 г.